

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, НАПРАВЛЕННОЕ НА УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Г.Р. Кашапова

(Филиал «Газпромнефть-Муравленко»

Акционерного общества «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адреса для связи: Kashapova.GR@yamal.gazprom-neft.ru, kiv89@list.ru

Ключевые слова: Нестационарное заводнение, длительность полуциклов, схема реализации, нестационарная работа добывающих скважин в противофазе, повышение нефтеотдачи

Nonstationary impact directed to enhance oil recovery

G.R. Kashapova (Subsidiary Gazpromneft-Muravlenko of Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC, RF, Muravlenko)

This article considers the ways of improving the cyclic flooding effectiveness, analyzes the influence of the changes made to the standard implementation scheme. In order to increase the formation coverage by the nonstationary impact, the opportunity of high water cut production wells nonstationary operation in reversed phase with periodic operation of injection wells is investigated.

Keywords: cyclic flooding, half cycle duration, implementation scheme, nonstationary production well operation in reversed phase, enhanced oil recovery

Введение

Применение нестационарного заводнения (НЗ) было начато в 60-х годах XX века и продолжается до сих пор, так как позволяет увеличить нефтеотдачу пластов с наименьшими затратами. В настоящее время актуальным является вопрос повышения эффективности проведения НЗ, в частности обоснование оптимальных режимов.

Кроме того, с целью повышения эффективности проведения НЗ на высокообводненных участках, увеличения охвата пласта воздействием и сокращения объемов попутно добываемой жидкости к периодической работе нагнетательных скважин можно подключить работу высокообводненных добывающих скважин в нестационарном режиме в противофазе (НЗ с ПФ).

В статье рассмотрены вопросы, касающиеся физических основ эффективности проведения НЗ и НЗ с ПФ, обоснования продолжительности полуциклов, выбора схемы реализации и анализа опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на примере месторождений Филиала «Газпромнефть-Муравленко».

Нестационарное заводнение

НЗ направлено на увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического изменения давления нагнетания воды [1]. В результате в пласте

возникают нестационарные перепады давления и сопутствующие нестационарные перетоки жидкости между слоями различной проницаемости [1-6].

На эффективность НЗ влияют следующие факторы [2]:

- 1) упругость, смачиваемость, водонасыщенность пластов;
- 2) неоднородность по проницаемости;
- 3) степень гидродинамической связанности слоев;
- 4) длительность полуциклов;
- 5) амплитуда колебаний расхода закачиваемой воды;
- 6) длительность предшествующего стационарного заводнения.

На первые три фактора невозможно оказать значительное влияние. Амплитуда колебаний и длительность предшествующего заводнения зависят от истории разработки, на них в настоящее время также может быть оказано небольшое влияние. Однако длительность полуциклов варьировать можно, следовательно, встает вопрос об обосновании оптимальной продолжительности полуциклов НЗ.

В Филиале «Газпромнефть-Муравленко» длительность полуциклов составляет 15 сут для всех месторождений. Возникает вопрос, почему на месторождениях с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕЕС) пластов длительность полуциклов одинаковая.

Для корректного определения длительности полуциклов был проведен литературный обзор. В работе [2] описана двуслойная модель пласта, в которой проницаемость верхнего слоя была больше проницаемости нижнего. Проницаемость верхнего слоя определялась как средневзвешенная по толщине для прослоев проницаемостью выше средней по модели. Проницаемость нижнего слоя вычислялась как средневзвешенная по толщине для прослоев проницаемостью ниже средней по модели. Далее вводился безразмерный частотный показатель ρ , определяемый по формуле

$$\rho = \left(\frac{\omega l^2}{2\chi} \right)^{1/2}, \quad (1)$$

где ω – частота колебаний давления; l – расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами; χ – пьезопроводность пласта.

Исследовалось влияние ρ на распределение амплитуд давления и перетоков по длине пласта (рис. 1). Из рис. 1 видно, что с увеличением ρ , а также вблизи добывающей скважины амплитуды давления снижаются. Амплитуды перетоков при больших значениях ρ максимальны вблизи нагнетательной скважины, в зоне отбора значения амплитуды перетоков максимальны при $\rho=1$. Таким образом, максимальному охвату пласта процессом НЗ соответствует $\rho = 1$, следовательно, оптимальная длительность полуциклов НЗ рассчитывается по формуле

$$T = l^2 / 2\chi. \quad (2)$$

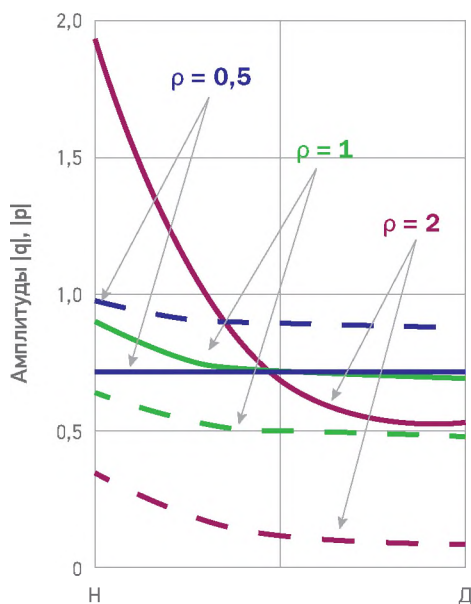


Рис. 1. Изменение амплитуд перетоков $|q|$ (сплошные линии) и давления $|p|$ (штриховые линии) между линиями нагнетания Н и добычи Д для различных значений ρ [2]

Согласно проведенному анализу длительность полуциклов должна соответствовать ФЕС пласта.

Результаты опытно-промысловых испытаний по НЗ в 2015 г.

В июне 2015 г. было принято решение провести ОПИ по НЗ с длительностью полуциклов, вычисленной по формуле (2), с учетом эффективной проницаемости, определенной по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Для этого был выбран участок Суторминского месторождения, пласт БС₇ (рис. 2).

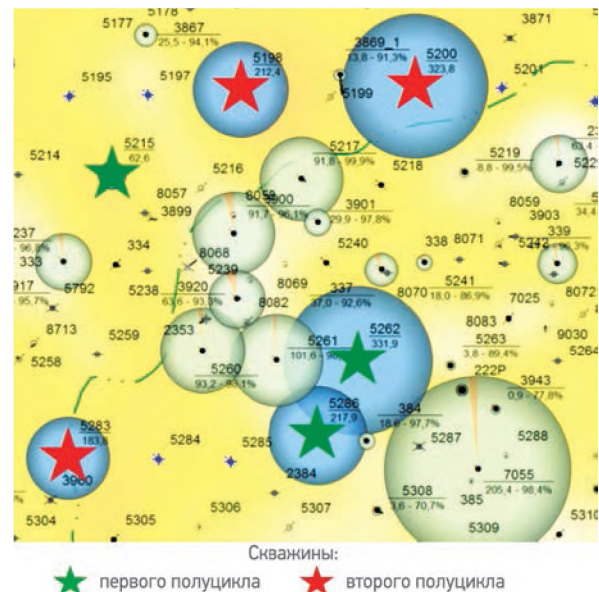


Рис. 2. Участок ОПИ по НЗ пласта БС₇ Суторминского месторождения (2015 г.)

Длительность полуциклов согласно расчетам составила 30 сут. Была выбрана перекрестная схема реализации НЗ: в первый месяц с увеличенной приемистостью работали скважины первого полуцикла, скважины второго полуцикла останавливались, следующий месяц – наоборот (см. рис. 2 и таблицу).

С июня по сентябрь 2015 г. были проведены два полных цикла ОПИ по НЗ. Динамика показателей разработки приведена на рис. 3, из которого видно, что фактический дебит нефти значительно превысил базовый. Дополнительная добыча нефти составила 1,3 тыс. т, объем попутно добываемой жидкости сократился на 1,6 тыс. т. Успешность данных ОПИ подтверждается также снижением обводненности ряда скважин на 10 %, в то время как на аналогичном участке пласта БС₇ Суторминского месторождения, где проводилось НЗ с длительностью полуциклов 15 сут, наибольшее снижение обводненности было достигнуто лишь по одной скважине и составило 4 %.

Номер скважины	Приемистость, м³/сут		
	до ОПИ	Режим ОПИ	
		Первый полуцикл НЗ	Второй полуцикл НЗ
5215	42	192	0
5262	243	362	0
5286	160	253	0
5198	154	0	400
5200	241	0	323
5283	134	0	238
ИТОГО	974	807	961

Таким образом, проведение НЗ с длительностью полуциклов, рассчитанной по формуле (2), является более эффективным.

Изменения в программе нестационарного заводнения в 2016 г.

После успешно проведенного ОПИ в 2015 г. длительность полуциклов НЗ на большинстве участков реализации данного мероприятия была пересмотрена. Продолжительность полуциклов в 2016 г. составила 15, 30 и 45 сут в зависимости от ФЕС пластов.

Так, на Муравленковском месторождении длительность полуциклов была увеличена от 15 до 30 сут. Схема реализации была изменена с классической на блочно-угловую. При этом в период с мая по декабрь 2016 г. дополнительная добыча нефти увеличилась в 2,6 раза по сравнению с аналогичным периодом 2015 г. (от 755 до 1967 т), объем попутно добываемой жидкости сократился на 79277 т (в 5,2 раза по сравнению с 2015 г.).

На Романовском месторождении ранее НЗ проводилось с длительностью полуциклов остановки и работы скважин соответственно 15 и 45 сут из-за существенного влияния объемов закачки на добычу жидкости. В 2016 г. длительность остановки была уве-

личена до 1 мес. В результате не только возросла дополнительная добыча нефти по сравнению с показателями 2015 г., но и значительно снизилась обводненность ряда скважин (рис. 4).

В дальнейшем планируется продолжать применение различных схем реализации НЗ, а также проводить НЗ с длительностью полуциклов, соответствующей ФЕС пласта.

Нестационарное заводнение с периодической работой добывающих и нагнетательных скважин в противофазе

Для увеличения охвата пласта нестационарным воздействием была исследована возможность подключения к нестационарной работе нагнетательных скважин периодическую эксплуатацию высокообводненных скважин. В работе [7] рассматривается двуслойная модель пласта с высоко- и низкопроницаемым слоями. При запуске в работу нагнетательной скважины с увеличенной приемистостью и остановке добывающей скважины давление в высокопроницаемом прослое повышается быстрее со стороны как нагнетательной, так и добывающей скважин, и поток жидкости направляется из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый. При остановке нагнетательной скважины и пуске в работу добывающей давление в низкопроницаемом слое падает медленнее, происходит переток жидкости из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый.

Таким образом, при НЗ с ПФ нестационарные перетоки жидкости возбуждаются со стороны как нагнетательной, так и добывающей скважин; межпластовый перепад давлений в межскважинном пространстве становится существенным, в результате в разработку вовлекаются ранее не дренируемые запасы.

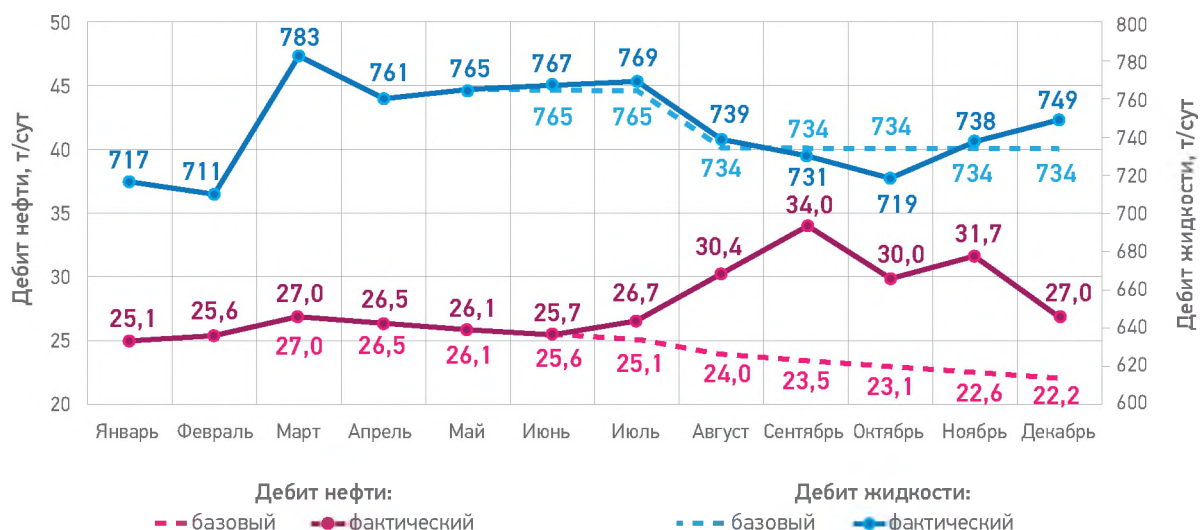


Рис. 3. Динамика показателей разработки участка Суторминского месторождения

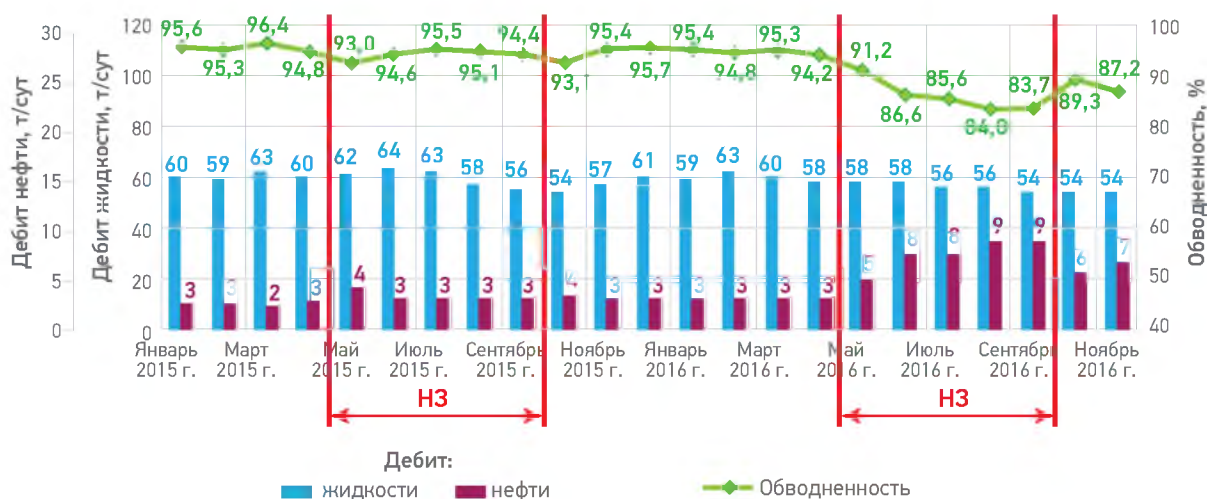


Рис. 4. Динамика показателей скв. 1004 Романовского месторождения

Далее необходимо было обосновать длительность полуциклов для НЗ с ПФ. Для этого рассчитаны:

- время до псевдоустановившегося режима;
- время эксплуатации $t_{\text{экс}}$ и простоя $t_{\text{пр}}$ в зависимости

от длин главных $L_{\text{гл}}$ и нейтральных $L_{\text{н}}$ линий тока [7]

$$t_{\text{экс}} = L_{\text{гл}} \cdot R_{\text{к}} / \chi, \quad (3)$$

$$t_{\text{пр}} = L_{\text{н}} \cdot R_{\text{к}} / \chi, \quad (4)$$

где $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания;

Также были проведены расчеты по формуле (2) для НЗ, проанализирована реакция добывающих скважин на остановку нагнетательных.

Длительность полуциклов НЗ с ПФ была определена как среднее значение из рассчитанных выше-описанными способами.

В Филиале «Газпромнефть-Муравленко» были выбраны два участка на Сугмутском и Муравленковском месторождениях для проведения ОПИ НЗ с ПФ в 2016 г.

ОПИ на Сугмутском месторождении. На рис. 5 представлен участок ОПИ на Сугмутском месторождении со средней обводненностью 96,2 %. Остаточные извлекаемые запасы составляют 170 тыс. т, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,325, проницаемость по данным геофизических исследований скважин (ГИС) – $(12-340) \cdot 10^{-3}$ мкм², проницаемость по данным ГДИС – $(4-9) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для работы в противофазе были выбраны добывающие скважины обводненностью выше средней по участку ОПИ. Длительность полуциклов работы/остановки скважин принята равной 30 сут (среднее расчетное значение составило 28 сут). Первый месяц работали скважины первого полуцикла, останавливались скважины второго полуцикла, следующий месяц – наоборот. Остановка добывающих и нагнетательных скважин проводилась с мая по сентябрь 2016 г. Динамика показате-

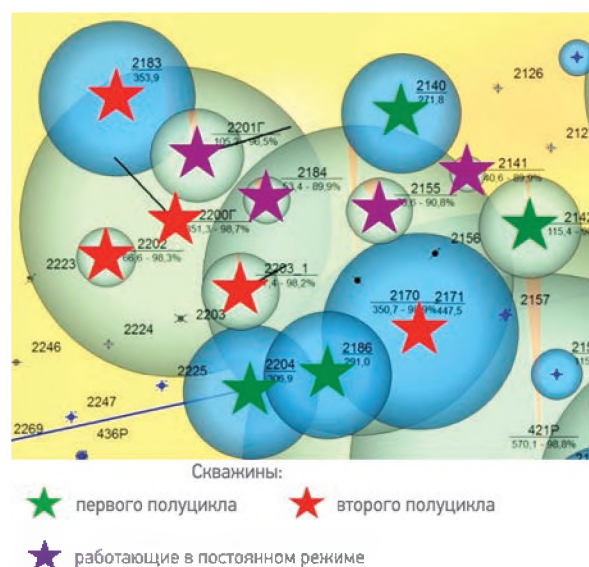


Рис. 5. Участок ОПИ по НЗ с ПФ пласта БС²₉, Сугмутского месторождения

лей приведена на рис. 6. В целом на участке наблюдается небольшое снижение обводненности. Приемистость одних нагнетательных скважин увеличивалась во время остановки других. Увеличение приемистости скв. 2140 негативно повлияло на работу скв. 2141, поэтому режим скв. 2140 был ограничен. В результате обводненность скв. 2141 сначала возросла от 88 % в апреле до 92 % в августе, затем в декабре снизилась до 85 %. Обводненность скв. 2184 также снизилась с 88 % в апреле до 83 % в ноябре, что свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренируемых запасов нефти.

Итоги проведения ОПИ будут подведены в апреле 2017 г. С мая по декабрь 2016 г. годовая добыча нефти снизилась на 3,1 % при уменьшении годовой добычи жидкости на 15 %.

ОПИ на Муравленковском месторождении. На рис. 7 представлен участок ОПИ на Муравленковском место-

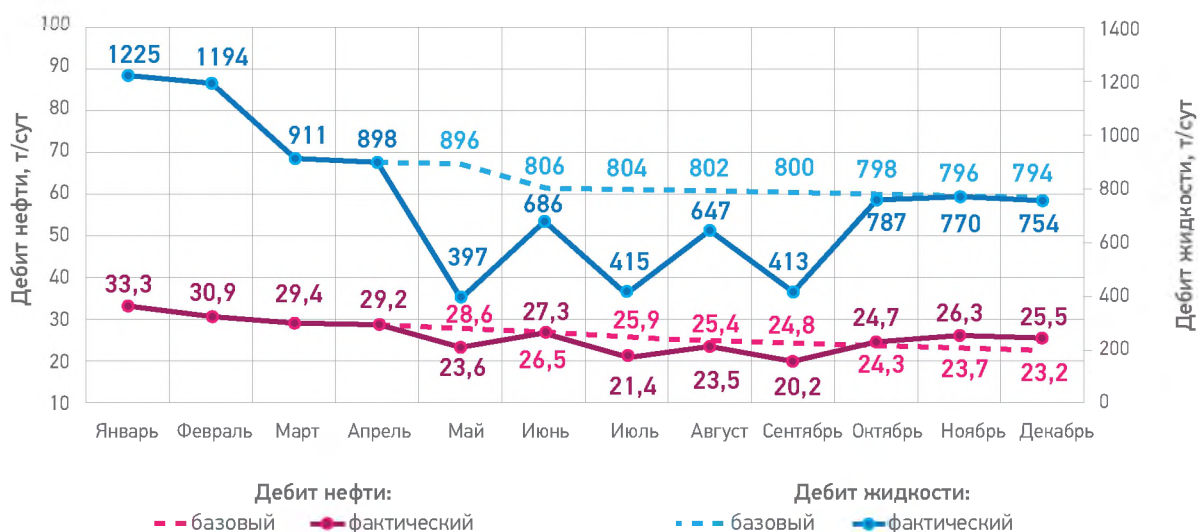


Рис. 6. Динамика показателей разработки участка Сугмутского месторождения

рождении средней обводненностью 97,9 %. Остаточные извлекаемые запасы – 56 тыс. т, текущий КИН – 0,404, проницаемость по данным ГИС – $(15-70) \cdot 10^{-3}$ мкм², по данным ГДИС – $(4-7) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Длительность полуциклов работы/остановки скважин была выбрана равной 30 сут (среднее расчетное значение составило 34 сут). Периодически эксплуатировались только высокообводненные добывающие скважины. Как и на участке Сугмутского месторождения, в первый месяц останавливались скважины второго полуцикла, следующий месяц – скважины первого полуцикла. Динамика дебитов нефти и жидкости приведена на рис. 8. На участке наблюдается не-

значительное (1-2 %), снижение обводненности некоторых скважин, начиная с июня.

Итоги проведения ОПИ будут также подведены в апреле 2017 г. С мая по декабрь 2016 г. годовая добыча нефти снизилась на 3,8 %, годовая добыча жидкости – на 9 %.

Мониторинг режимов работы нагнетательных скважин

Крайне важным является оперативный мониторинг режимов работы нагнетательных скважин в соответствии с программой НЗ. С целью автоматизации и ускорения процесса контроля в рамках данной работы был разработан макрос для мониторинга нагнетательных скважин, который автоматизирует процесс формирования среднесуточной и текущей приемистости нагнетательных скважин и вычисляет отклонение от режимных параметров. Входной информацией является выгрузка из АСОДУ. Основные преимущества использования макроса заключаются в значительном ускорении формирования сводного отчета (всего 2 мин, ранее требовалось 50 мин) и исключении человеческого фактора. Алгоритм, используемый в макросе, передан в ИТСК для внедрения в корпоративную программу «Электронная Шахматка» с целью унификации и автоматизации процесса мониторинга режимов нагнетательных скважин.

Заключение

В работе рассмотрены два направления нестационарного воздействия. Обоснована эффективность расчета длительности полуциклов НЗ по формуле (2) и данным ГДИС. Увеличение длительности полуциклов

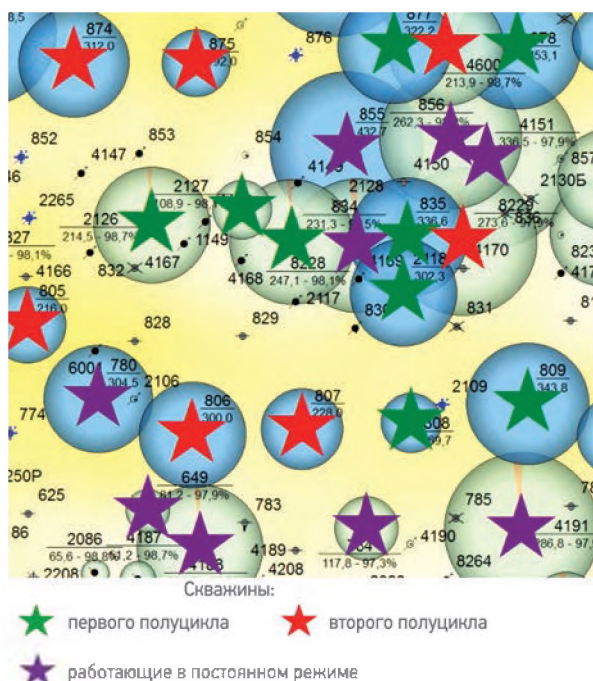


Рис. 7. Участок ОПИ НЗ с ПФ пласта БС₁₁ Муравленковского месторождения

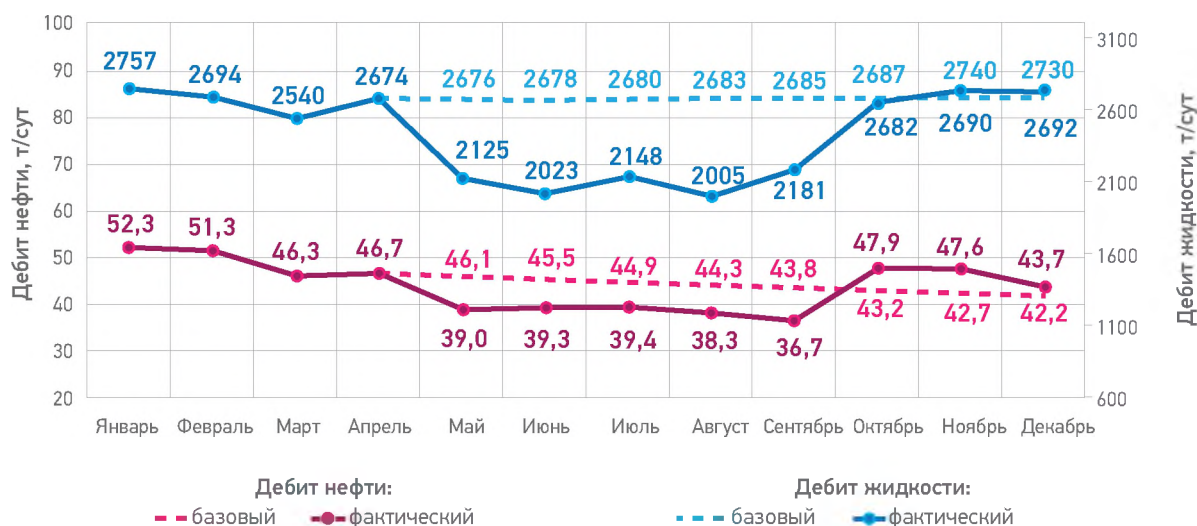


Рис. 8. Динамика показателей разработки участка Муравленковского месторождения

положительно повлияло на показатели эффективности НЗ. Далее планируется организация НЗ на всех участках с длительностью полциклов, рассчитанной в соответствии ФЕС пласта, а также опробование различных схем реализации.

Значительное сокращение объема попутно добываемой жидкости при применении НЗ с ПФ позволило уменьшить операционные затраты – экономический

эффект за период с мая по декабрь 2016 г. составил около 2 млн руб.

Разработанный макрос позволил автоматизировать мониторинг работы нагнетательных скважин.

Полученные результаты могут быть применены и в других дочерних и зависимых обществах для повышения эффективности нестационарного воздействия на пласт.

Список литературы

1. А.с. № 193402. Способ разработки нефтяных месторождений/А.А. Боксерман, А.И. Губанов, Ю.П. Желтов, А.А. Кочешков, В.Г. Оганджаниянц, М.Л. Сургучев; заявитель ВНИИ-нефть. – № 1011799/22-3; заявл. 01.06.65; опубл. 28.06.67.
2. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Гуляев В.Н. Выбор эксплуатационных участков на объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: Дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2014. – 139 с.
5. Shchipanov A.A., Surguchev L.M., Jakobsen S.R./Improved oil recovery by cyclic injection and production//SPE 116873. – 2008.
6. Савельев О.Ю., Флаас А.С. К проблеме выработки запасов Турнейско-фаменского эксплуатационного объекта, Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения. Оценка возможности применения периодического заводнения в условиях сложнопостроенного трещинно-порового коллектора//Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 92-100.
7. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2005.

Reference

1. Certificate of authorship no. 193402, *Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* (The method of oil field development), Authors: Bokserman A.A., Gubanov A.I., Zheltov Yu.P., Kocheshkov A.A., Ogandzhanyants V.G., Surguchev M.L.
2. Surguchev M.L., Sharbatova I.N., *Tsiklichesкое vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* (Cyclical effects on heterogeneous oil layers), Moscow: Nedra Publ., 1988, 121 p.
3. Surguchev M.L., *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* (Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery), Moscow: Nedra Publ., 1985, 308 p.
4. Gulyaev V.N., *Vybor ekspluatatsionnykh uchastkov na ob"ektakh dlya primeneniya gidrodinamicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi* (Selection of operational areas at the facilities for use of hydrodynamic methods of enhanced oil recovery): thesis of candidate of technical science, Tyumen', 2014.
5. Shchipanov A.A., Surguchev L.M., Jakobsen S.R., *Improved oil recovery by cyclic injection and production*, 2008, SPE 116873.
6. Savel'ev O.Yu., Flaas A.S., *To the reserves development problem of Tournasian-Famennian exploitation object, Unvin-skoye field* (In Russ.), *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo* = Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2006, no. 1, pp. 92–100.
7. Vladimirov I.V., *Nestatsionarnye tekhnologii v razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* (Non-stationary technologies in the development of oil fields): thesis of doctor of technical science, Ufa, 2005.